

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования

**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ  
Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»**

Кафедра геофизики

**«Информативность крутящего момента на роторе при выделении  
интервалов прихвата буровой колонны в процессе бурения»**

**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

студента 4 курса 431 группы очной формы обучения

геологического факультета

по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Геолого-геофизический сервис

нефтегазовых скважин»

Алсаламат Хамад Юсиф Хамад

Научный руководитель  
кандидат геол.- мин.наук, доцент

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

М.В. Калининкова

Зав. кафедрой

кандидат геол.-мин.наук, доцент

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2020

**Введение.** В последние десятилетия широкое развитие получило новое направление промысловой геофизики геолого-технологические исследования (ГТИ) в процессе бурения скважин. Комплекс исследований ГТИ состоит из анализа взаимосвязанных параметров бурения, одними из которых является крутящий момент и частота вращения бурильной колонны.

**Актуальность** темы выпускной квалификационной работы определяется тем, что крутящий момент на долото, как технологический параметр, является ярким маркером при обнаружении осложнений и предаварийных ситуаций.

Крутящий момент на долото передаётся с поверхности от ротора через колонну бурильных труб или от забойного двигателя, установленного непосредственно над долотом. К сожалению, средствами ГТИ мы можем получить информацию только о крутящем моменте, передаваемом с поверхности от ротора или верхнего привода. Тем не менее, повышение крутящего момента может свидетельствовать о возможном прихвате или сломе инструмента. В свою очередь информация о частоте вращения бурильной колонны используется в большей степени для контроля технологических параметров бурения. Однако применение высокоточных датчиков позволяет оперативно идентифицировать неравномерность вращения долота, что также является одним из первых признаков «приближающегося» прихвата.

**Цель** выпускной квалификационной работы - обеспечение безаварийной проходки нефтегазовых скважин в условиях Самарского нефтегазоносного района, обеспечение контроля технологических параметров бурения.

**Задачи** выпускной квалификационной работы:

- изучить геолого-геофизическую характеристику Кулешовско-Малаховского нефтегазоносного района Самарской области;
- изучить методические подходы к измерению частоты вращения и крутящего момента на роторе в комплексе ГТИ;

- показать осложнения в процессе бурения, связанные с прихватом бурового инструмента;

- выявить на диаграммах ГТИ по скважине № 58 Кулешовско-Малаховского нефтегазоносного района Самарской области наличие крутящего момента, как характерного признака осложнений и прочих проблем.

Данная работа включает введение, 4 раздела, содержащих 4 подразделов, заключение, список используемых источников. Общий объем работы составляет 42 страницы.

Введение

1 Геолого-геофизическая изученность района работ

2 Методические основы измерения частоты вращения и крутящего момента на роторе в комплексе ГТИ

3 Осложнения в процессе бурения, их определение и предупреждение по данным ГТИ

4 Результаты работы

Заключение

Список использованных источников

**Основное содержание работы. Раздел 1 Геолого-геофизическая изученность района работ** содержит 4 подраздела.

**Подраздел 1.1 Общие сведения о территории исследования.** Район работ расположен на юго-востоке в 110 километрах от города Самара, в пределах Кулешовско-Малаховского нефтегазоносного района Самарской области на границе с Бобровско-Покровским и Северо-Бузулукского НГР Оренбургской области.

**Подраздел 1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.** Геологический разрез в пределах исследуемой территории представлен породами архейского кристаллического фундамента и осадочной толщей палеозойской, мезозойской и кайнозойской систем. Наиболее древними породами, вскрытыми в пределах рассматриваемой

территории, являются гранито-гнейсы кристаллического фундамента. Поверхность фундамента пронизана серией разрывных нарушений и ступенеобразно погружается в юго-восточном направлении.

**Подраздел 1.3 Тектоника.** В тектоническом отношении исследуемая площадь расположена в пределах Юго-западного борта Бузулукской впадины – наиболее крупной структуры I порядка на территории Самарской области. В пределах Бузулукской впадины развиты две системы пересекающихся грабенообразных прогибов, образующих прямоугольный «каркас», что при существующих региональных направлениях падения структурных поверхностей и простираний структурно-тектонических экранов создают весьма благоприятные условия формирования залежей в терригенном девоне. Исследуемая территория расположена на кулешевской системе валов. В пределах исследуемой территории залежи нефти содержатся в эмско-франском (I НГК), франско-турнейском (II НГК), визейском (III НГК), окско-башкирском (IV НГК) нефтегазоносных комплексах.

**Подраздел 1.4 Нефтегазоносность.** В соответствии с общепринятой схемой нефтегеологического районирования район работ находится на территории Бузулукской нефтеносной области. В отложениях палеозоя выделяют семь продуктивных литолого-стратиграфических комплексов пород, в кровле каждого из которых залегают

плохо проницаемые породы, играющие роль покрышек - глинистые, глинисто-карбонатные или ангидритово-галогенные породы.

- I - девонский (эйфельско-нижнефранский) терригенный;
- II - верхнедевонско-нижнекаменноугольный карбонатный;
- III - нижнекаменноугольный (косьвинско-тульский) терригенный;
- IV - нижне-среднекаменноугольный (окско-башкирский) карбонатный;
- V - среднекаменноугольный (верейский) карбонатно-терригенный;
- VI - средне-верхнекаменноугольный (каширско-подольско-мячковско-гжельский) карбонатный;
- VII - нижнепермский карбонатный.

В первом девонском терригенном комплексе развиты 13 продуктивных пластов в интервале от эйфельского яруса до тиманского горизонта. Верхнедевонско-нижнекаменноугольный (франско-турнейский) карбонатный комплекс (II) охватывает отложения от кровли тиманского горизонта франского яруса девона до кровли кизеловского горизонта турнейского яруса нижнего карбона. Нефтяные залежи во II комплексе открыты в 7 пластах.

Нижнекаменноугольный (косьвинско-тульский) терригенный комплекс (III) развит регионально по всей территории и с размывом залегает на образованиях турнейского яруса. С этим комплексом связано 15 продуктивных пластов.

Нижне-среднекаменноугольный (окско-башкирский) карбонатный комплекс (IV) залегает на породах тульского горизонта без видимого перерыва. Всего в комплексе выделяется 8 продуктивных пластов. Наиболее крупные залежи связаны с башкирским ярусом (пласт А4 в кровле яруса).

Среднекаменноугольный (верейский) карбонатно-терригенный комплекс (V). В верейском горизонте выявлены 3 продуктивных пласта - А1, А2, Аз. Средне-верхнекаменноугольный (каширско-гжельский) карбонатный комплекс (VI) охватывает значительную по толщине часть разреза палеозоя (до 1500 м и более). Промышленная нефтеносность установлена в 12 продуктивных пластах. Нижнепермский карбонатный комплекс (VII). Выявлено 5 продуктивных пластов.

По состоянию на 01.01.2016 г. на территории Самарской области открыто 400 месторождений УВ, содержащих 963 залежи в семи нефтегазоносных комплексах. Наибольшее количество открытых месторождений нефти в соответствии с таблицей 1 приходится на Бузулукскую впадину (59%).

В непосредственной близости от Кулешовско-Малаховского нефтегазоносного района Самарской области открыты Шаболовское, Пиненковское, Фурмановское, Южно-Жильцовское и другие месторождения, залежи которых приурочены к I, II и III НГК.

**Раздел 2. Методические основы измерения скорости вращения и крутящего момента ротора** содержит два подраздела.

**Подраздел 2.1. Измерение скорости вращения ротора (верхнего привода).** Первые датчики частоты вращения ротора поставлялись в измерительных комплексах СКУБ и Б-7 и применялись при роторном бурении скважин.

Преобразователь частоты вращения ротора (ПЧР) в электрический сигнал типа ПЧР входил в состав комплекса СКУБ и предназначался для измерения частоты вращения ротора. Сегодня в качестве датчика оборотов ротора в комплекте технологических датчиков станции ГТИ «Разрез-2» используется датчик частоты перемещений магнитный ДПМ-336.

Альтернативой этому можно предложить оптические датчики расстояния с релейным и аналоговым выходом, на основе которых можно построить высокоточный измеритель оборотов ротора. При измерении оборотов ротора наиболее важным является не величина собственно скорости вращения ротора, которая фиксируется с погрешностью  $\pm 1$  об/мин в диапазоне 0-300 об/мин, а неравномерность (девиация) вращения за счет микроприхватов долота или вращающегося инструмента. Выявление этого осложнения на ранней стадии (когда еще оно не фиксируется моментомером) позволит вовремя принять адекватные меры, не допуская развития осложнения.

Для этой цели желательно получать несколько импульсов за один оборот ротора и, обрабатывая получаемую последовательность импульсов в синусоидальном сигнале, выявлять появление неравномерности вращения. Датчик скорости вращения верхнего привода в свою очередь должен входить в состав верхнего привода с возможностью подачи электрического сигнала в систему КИП буровой установки и информационно-измерительную систему ГТИ.

**Подраздел 2.2. Измерение крутящего момента на роторе.** При управлении процессом бурения скважин необходим контроль момента вращения бурильной колонны, работающей в напряженном состоянии, так

как превышение установленного значения крутящего момента может привести к сложной аварии. Крутящий момент устанавливается по изменению упругих свойств вала, углу его закручивания, тангенциальным напряжениям на поверхности или по изменению силы активного тока ротора электродвигателя. В качестве преобразователей крутящего момента в электрический сигнал могут быть использованы индуктивные, индукционные, емкостные, магнитоупругие, струнные, тензометрические типы датчиков.

Момент на роторном столе контролируют по усилию, передаваемому ротором подроторному основанию.

Крутящий момент измеряют независимо от направления вращения ротора и натяжения цепной передачи. Крутящий момент роторного стола, приводящего во вращение колонну труб с инструментом, определяют по изменению натяжения цепной передачи датчиком ДКМ, который устанавливают под ведущей ветвью цепи привода. Помимо датчика ДКМ широкое применение нашёл индикатор крутящего момента на роторе ГИМ-1.

Индикатор крутящего момента на роторе ГИМ-1, используемый в комплексе Б-7, состоит из гидравлического преобразователя, цепи ротора, рычага с рабочим колесом, показывающего прибора, соединительного шланга и демпфера. ГИМ-1 обладает следующими техническими характеристиками:

- диапазон измерения контролируемой величины – 0-300 кНм;
- максимальное давление в гидросистеме прибора – 4 МПа;
- основная приведённая погрешность измерения – 2,5%;
- максимальное расстояние от датчика до показывающего прибора – 10м;
- температура окружающей среды - -50 - +50°С.

В информационно-измерительной системе ГТИ СГТ-К «Разрез-2» в качестве измерителя момента на роторе используется преобразователь тока (мощности) в цепи электропривода ротора, представляющий собой преобразователь на датчиках Холла, через отверстие которого пропускается

силовой кабель электропривода ротора.

Выходной сигнал, пропорциональный потребляемому току (мощности) электропривода ротора, калибруется в единицах момента ( $\text{кН} \cdot \text{м}$ ) через измеритель момента на машинном ключе.

**Раздел 3. Осложнения в процессе бурения, их определение и предупреждение по данным ГТИ** содержит один подраздел.

**Подраздел 3.1 Прихваты бурового инструмента.** Максимальных результатов в информационном обеспечении безаварийного режима бурения позволяет добиться применение геолого-технологических исследований скважин (ГТИ). Они являются составной частью геофизических исследований нефтяных и газовых скважин и предназначены для осуществления контроля за состоянием скважины на всех этапах ее строительства и ввода в эксплуатацию с целью изучения геологического разреза, достижения высоких технико-экономических показателей.

Проходка ствола скважины в массиве горных пород сопровождается существенным нарушением поля напряжений в ее окрестностях и концентрацией напряжений на ее стенках. В процессе углубления ствол скважины заполнен циркуляционным агентом с плотностью значительно ниже плотности горных пород. На открытой поверхности стенок скважины проявляется действие сил бокового распора, которые вызывают деформацию горных пород в окрестностях ствола и могут приводить к их разрушению. Присутствие на контакте с горной породой инородной среды (бурового промывочного раствора) вызывает физико-химические процессы на границе раздела: осмотические явления, поверхностную гидратацию, растворение, капиллярное проникновение и т.п.

Наиболее распространенными осложнениями при бурении скважин являются: разрушение стенок скважины; поглощения буровых промывочных и тампонажных растворов, пластовые флюидопроявления, прихваты колонн бурильных и обсадных труб. Прихват бурильной колонны характеризуется

невозможностью вертикальных перемещений и вращений инструмента в пределах допустимых нагрузок, а в некоторых случаях – потерей циркуляции. На возникновение прихватов существенно влияют физические свойства фильтрационных корок (липкость, прочность структуры, связанность частиц, пористость, проницаемость), контактирующих с бурильным инструментом.

Действие других факторов (температура, противодействие, качество смазочной добавки к буровому раствору, искривление ствола скважины, тип бурового раствора, проницаемость породы и фильтрационной корки, характер циркуляции) или не исследовали, или исследовали недостаточно, хотя в возникновении прихватов они (в ряде случаев) играют решающую роль.

**Раздел 4. Результаты работы.** Представительная информация о крутящем моменте крайне важна при бурении. В работе рассмотрены несколько признаков осложнений при бурении. Как показано на рисунке 15 изображена диаграмма ГТИ, показывающая подклинки долота при бурении ротором. Служба ГТИ незамедлительно предупредила буровую бригаду, порекомендовала произвести осторожное расхаживание инструмента с вращением и циркуляцией.

Кроме того, велся постоянный контроль за параметрами веса, крутящего момента, давления, осуществлялся анализ шлама на предмет наличия обвальской фракции. В данном случае при подъёме инструмента для проработки интервала отмечены затяжки до 7-8т. Как мы видим, наличие информации о крутящем моменте в данном случае позволило своевременно остановить бурение и предпринять все необходимые меры для предотвращения осложнения, поскольку продолжение бурения в подобном режиме могло привести к прихвату бурового инструмента.

В процессе роторного бурения отмечены подклинки долота, проявляющиеся в скачках момента на роторе. Бурение было остановлено, при подъёме инструмента на проработку отмечена потеря веса 6т. При

полном подъёме инструмента отмечено отсутствие части КНБК. В данном случае технологи ГТИ профессионально среагировали, незамедлительно предупредив буровую бригаду, а также рекомендовав выполнить полный подъём КНБК для определения места слома и дальнейших ловильных работ.

Как мы видим, показания крутящего момента на роторе дали незаменимую информацию, позволившую, в первом случае, предупредить осложнение, а во втором своевременно его идентифицировать. Рассмотрим крутящий момент на роторе как признак прихвата буровой колонны.

На исследуемом месторождении в скважине 58 был проведён комплекс геолого-технологических исследований в процессе бурения. В процессе бурения геофизики столкнулись со скачками крутящего момента ротора, в результате был получен прихват буровой колонны. При спуске в интервале 2758-2767,8м. были зафиксированы подклинки, посадки и затяжки периодический скачкообразный рост крутящего момента до 2 кНм.

Предполагаемой причиной роста крутящего момента стал вывал стенок скважины, поскольку на виброситах при промывке и проработках в интервалах фиксации посадок и затяжек инструмента (глубины долота 2750-2760м), отмечен шлам обвальная фракция, представленный известняком.

В дальнейшем скачки крутящего момента повторились в процессе продолжения спуска долота с глубины 2756м. При этом зафиксированы посадки 5т и 10т, а при движении инструмента на верх - затяжки 23т свыше собственного веса. Также подклинки ротора сопровождалась скачкообразным ростом давления в период с 12:48 по 13:08 при проработке в интервале 2769-2779м. В процессе спуска с проработкой в интервале 2784-2793 м в период времени с 14:08 до 15:25 также фиксировались скачки крутящего момента ротора, которые можно расценивать как признак предаварийной ситуации, а именно посадок, затяжек и прихвата. Скачки крутящего момента сопровождалась скачками давления свыше 150 атм.

С 15:52 до 16:20 производился спуск инструмента в интервале 2789-2802м. С 16:20 по 21:54 производилась проработка в интервале 2804-2834м, отмечались скачкообразные повышения крутящего момента до 2 кНм.

Как мы видим на представленном примере (рисунок 19) повышение давления – весьма показательный признак грядущего прихвата бурового инструмента. Тщательный контроль данного технологического параметра может существенно снизить аварийность бурящихся скважин и сэкономить большие средства на ликвидацию возникших аварий.

**Заключение.** В настоящей работе была показана важность регистрации крутящего момента в комплексе ГТИ. Повышение крутящего момента может свидетельствовать о возрастании рисков прихвата бурового инструмента, что было наглядно продемонстрировано на примере диаграмм технологических параметров, полученных в процессе бурения скважины № 58 Кулешовско-Малаховского нефтегазоносного района Самарской области.

Показано, что в комплексе с прочими методами ГТИ возрастание крутящего момента является характерным признаком промыва и прочих проблем, связанных с системой циркуляции бурового раствора в скважине. В свою очередь частота вращения бурильной колонны применяется в первую очередь для контроля технологических параметров бурения, поскольку задаётся бурильщиком вручную.

Однако применение современных высокоточных датчиков оборотов ротора (верхнего силового привода) открывает перед технологами ГТИ широкие возможности по раннему определению неравномерности вращения долота, являющегося особенно губительным для высокотехнологичного оборудования в компоновке низа бурильной колонны, а также являющегося один из признаков прихвата бурильной колонны.